

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

91

- Контролировать интервал обработки призабойной зоны пласта [14].

Литература

1. Будников А.М., Щеглов А.В. Проведение селективно-кислотного ГРП на Талаканском месторождении: доклад на конференции, Сургут, 2012 – 12 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009 – 79 с.

ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

М.В. Кель, А.В. Мельников

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Последние три десятилетия характеризуются направленным ухудшением качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России вследствие значительной выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки с высокой степенью обводненности нефтяного пласта, а также вовлечения в эксплуатацию открытых месторождений с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ).

По состоянию на 2001 г более 69 % отечественных запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, причем их доля в балансе разведанных запасов постоянно растет. Первостепенное значение поэтому приобретает довыработка запасов месторождений с высокой обводненностью, вступивших в позднюю стадию разработки, в которых сосредоточены миллиарды тонн остаточных запасов нефти.

Проблема полноты извлечения нефти из недр ставится в качестве одной из первоочередных задач повышения рентабельности разработки и рационального использования природных ресурсов нефтяных месторождений, особенно с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Снижение доли безвозвратных потерь в залежах особенно актуально на истощенных, находящихся длительное время в эксплуатации месторождениях.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки вновь вводимых и доработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления процессами воздействия на природные залежи углеводородов [1]. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы.
2. Газовые методы.
3. Химические методы.
4. Гидродинамические методы.
5. Физические.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России потенциальный прирост добычи нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи составляет: с применением тепловых методов составляет 15 – 30%, газовых методов 5 – 15%, химических методов 25 – 35%, физических методов 9 – 12%, гидродинамических методов 7 – 15% [2].

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%. В то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, в 2009 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год [3].

Вывод:

Мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., – Недра, – 1985
2. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. СПб. 2003
3. В.Алварado, Э.Манрик .Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., – ООО “Премииум Инжиниринг”, 2011.
4. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2009.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП) [3].

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна 2° на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты [4].

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, действующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину [1].

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы [2].

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или 10° в зависимости от варианта исполнения.

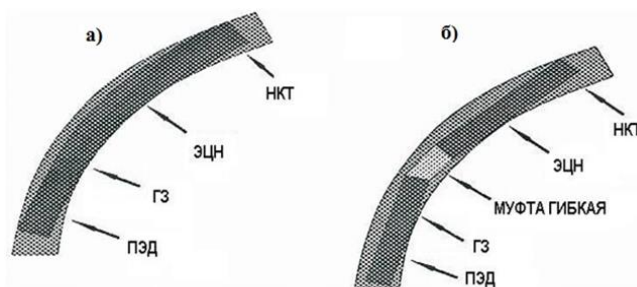


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)